

ERSTELLT VON: SITE-ANALYSER



Diese Studie bewertet die technische und wirtschaftliche Machbarkeit eines EV-Ladehubs am angegebenen Standort. Die Analyse umfasst Netzanschluss, Solarenergiepotenzial, Energiemanagement, Wettbewerbsumfeld und eine Kostenschätzung.

Automatisierte Vorstudie auf Basis öffentlicher Daten und Modellrechnungen. Alle Werte sind Schätzungen und ersetzen weder eine Fachplanung noch eine Auskunft des Netzbetreibers oder ein verbindliches Angebot.



AUSBAU ERFORDERLICH

INHALTSVERZEICHNIS

01	STANDORTINFORMATIONEN
02	LEISTUNGSKENNZAHLEN
03	GESAMTBEWERTUNG DER MACHBARKEIT
04	NETZINFRASTRUKTURANALYSE
05	SOLARENERGIEPOTENZIALANALYSE
06	BATTERIESPEICHER-BEWERTUNG
07	ENERGIEMANAGEMENTSYSTEM
08	WETTBEWERBSINTELLIGENZ
09	VERKEHRSINTELLIGENZ
10	REGIONALER NACHFRAGE-FAKTOR
11	WIRTSCHAFTSFAKTOR (EU-WEIT)
12	BESTEHENDE EV-LADEINFRASTRUKTUR
13	ALTERNATIVE STANDORTE
14	METHODIK & DATENQUELLEN
15	GESCHÄTZTE PROJEKTKOSTEN

Site-Analyser

MACHBARKEITSBERICHT LADESTANDORT — PLAIC

ERSTELLT
12. Okt. 2026, 15:38
ANALYSE-ID
#251

01 — STANDORTINFORMATIONEN

Dieser Abschnitt dokumentiert die grundlegenden Parameter der Standortbewertung: den analysierten Standort, die Flottenstruktur, die Energiebedarfsannahmen und die Betriebsbedingungen, auf denen alle Berechnungen in diesem Bericht basieren.

Eingabeadresse	
Aufgelöste Adresse (geocodiert)	
Koordinaten	
Täglicher Energiebedarf	8208 kWh
Betriebsstunden	24 Std./Tag
Gleichzeitiger Spitzenbedarf	720,0 kW
Solarenergie-Datenquelle	KI-Schätzung (Satellitenbild)

02 — LEISTUNGSKENNZAHLEN

Die drei Leistungskennzahlen unten repräsentieren die kritischen Dimensionen der Standorteignung. Die Netzkapazität definiert die absolute Obergrenze der gleichzeitigen Ladeleistung. Das Solarenergiepotenzial quantifiziert die erneuerbare Eigenstromerzeugung. Die Tageskapazität zeigt, ob die kombinierte Energieversorgung den gesamten Flottenbedarf decken kann.

Energiebilanz, Speicher- und Solarbewertung beruhen auf Modellrechnungen mit vereinfachten Annahmen (zum Beispiel Verweildauer, Gleichzeitigkeit, Standard-ertrag). Sie sind Näherungswerte und ersetzen keine Detailplanung.

NETZKAPAZITÄT 20–150 kW (Schätzspanne) Sehr geringe Konfidenz — keine Netzan-schluss-Angabe hinterlegt; verbindliche Net-zbetreiber-Anfrage erforderlich	PHOTOVOLTAIK 3.8 kWp Installationspotenzial 3.8 MWh/Jahr	TAGESKAPAZITÄT 1210 kWh / Tag (Netz + Solar) Fehlbedarf: 6998 kWh
FLOTTENMACHBARKEIT AUFRÜSTUNG ERF. Bedarf überschreitet Kapazität		

03A — AMPEL-SCORECARD

Sechsdimensionale Ampelbewertung der Machbarkeit

Netzanschluss	ROT
Energieversorgung	ROT
Fläche	GRÜN

PV-Potenzial	GELB
Verkehrsnachfrage	GRÜN
Wettbewerb	GELB
Gesamtbewertung	KRITISCHE EINSCHRÄNKUNGEN

LÖSUNGSANSÄTZE**ROT Netzanschluss**

- Batteriespeicher als Spitzenlastpuffer prüfen
- PV-Überschuss zur Netzentlastung nutzen
- Netzausbau mit Netzbetreiber klären
- HPC-Charger mit integriertem Pufferspeicher einsetzen

ROT Energieversorgung

- Lastmanagementsystem (EMS) einsetzen
- Ladezeiten staffeln (Smart Charging)
- Batteriespeicher zur Kapazitätserweiterung

GELB PV-Potenzial

- Nachbargebäude für PV-Nutzung prüfen
- Solarcarport als Alternative erwägen
- PPA (Power Purchase Agreement) für Fremdstrom-PV vereinbaren

GELB Wettbewerb

- Differenzierung durch Schnellladen (HPC) vs. bestehende AC-Lader
- Spezifische Zielgruppe (z. B. LKW) erschließen
- Zusatzservices als Alleinstellungsmerkmal einbringen

STANDORTBEWERTUNG

TECHNISCHE BEREITSCHAFT

30

/100

Netzreserve · Flächeneignung · Netzkonzidenz · EMS-Kapazität · LKW-Zugang · Batteriespeicher

KOMMERZIELLE ATTRAKTIVITÄT

23

/100

Standortklasse · Wettbewerbslücke · HPC-Signal · Verkehrsgeneratoren

STANDORTQUADRANT: NIEDRIGE PRIORITÄT

Beide Dimensionen schwach — zurückstellen

Site-Analyser

MACHBARKEITSBERICHT LADESTANDORT — PLAIC

03 — GESAMTBEWERTUNG DER MACHBARKEIT

Dieses Urteil fasst alle Standortparameter zu einer einzigen Machbarkeitsbewertung zusammen. Es ist ausschließlich als vorläufige Desktop-Studie zu verstehen – kein Ersatz für eine vollständige technische Standortbegehung, eine Netzanschlussanfrage beim Netzbetreiber oder eine planungsrechtliche Prüfung.

MACHBARKEITSURTEIL

Die wahrscheinliche Ladespitze übersteigt die verfügbare Netzkapazität um 670 kW. Das empfohlene BESS mit 670 kW / 940 kWh kann dieses modellierte Spitzenleistungsdefizit für das angesetzte Entladezeitfenster von 1 Std. ausgleichen. Ein Speicher erzeugt jedoch keine Energie: Der verbleibende Tagesfehlbedarf von 6998 kWh erfordert weiterhin zusätzliche Netzenergie, Erzeugung oder eine Reduzierung des Bedarfs.

ARGUMENTE FÜR MACHBARKEIT:

- Ein BESS mit 670 kW / 940 kWh kann die Differenz von 670 kW zwischen wahrscheinlicher Spitzenlast und Netzkapazität für das angesetzte Zeitfenster von 1 Std. ausgleichen

GEGENARGUMENTE / RISIKEN:

- Der verbleibende Tagesfehlbedarf von 6998 kWh kann nicht allein durch einen Speicher gelöst werden — zusätzliche Netzenergie, Erzeugung oder ein geringerer Bedarf sind erforderlich
- Netzkapazität ist eine automatisierte Schätzung (Standard-Fallback) — kein zugesagter DSO-Anschluss; formelle Anfrage erforderlich

12 — BESTEHENDE EV-LADEINFRASTRUKTUR

Die bestehende EV-Ladeinfrastruktur im Umkreis von 1 km um den Standort wird unten kartiert. Das Verständnis des Wettbewerbsumfelds hilft bei der Bewertung sowohl einer etablierten Marktnachfrage (positives Signal) als auch eines potenziellen Sättigungsrisikos. Die Datenquelle ist OpenStreetMap und das BNetzA-Register (für deutsche Standorte).



KARTE — BESTEHENDE LADESTATIONEN IN DER NÄHE

WETTBEWERBSKONTEXT

3 bestehende EV-Ladestationen sind im Umkreis von 1 km kartiert. Diese Daten sollten die kommerzielle Positionierung informieren: Bestehende Infrastruktur kann auf eine etablierte Nachfrage (positiv) oder Wettbewerbssättigung (Risiko) hinweisen, abhängig vom geplanten Betreibermodell und den Leistungsniveaus bestehender Stationen im Vergleich zur geplanten Anlage.

Betreiber: Stadtwerke Erneuerbare Energien GmbH · Netzwerk: Stadtwerke Erneuerbare Energien GmbH · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: Fraunhofer-Gesellschaft e. V. · Netzwerk: Fraunhofer-Gesellschaft e. V. · Steckdosen: Type 2	22 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: Fraunhofer-Gesellschaft e. V. · Netzwerk: Fraunhofer-Gesellschaft e. V. · Steckdosen: Type 2	22 kW 2 Ladepunkte

03 — STANDORT-LAYOUT-SKIZZE

Die folgende Flächenbewertung verwendet Standardbuchtenmaße: Pkw 2,5 m × 5 m, Lkw 4 m × 18 m, Zufahrt 7,0 m. Die Angaben sind rein indikativ und kein Ersatz für einen formellen Standortentwurf oder eine Planung.

FLÄCHENBEWERTUNG

Vom Nutzer bestätigte Parkfläche (Parkanlage vom Nutzer bestätigt). Geschätzte nutzbare Fläche: 300 m2. Fokus: Zufahrtswege, Buchtenreduktion für Ladepunkt-Installation, Rangierfläche, Wallbox- vs. Säulenplatzierung.

Flächennutzungsart	Parkplatz
Geschätzte Freifläche	300 m2
Bestehendes Parken erkannt	Ja

FLÄCHENURTEIL

Ausreichend für — die Freifläche von ca. 300 m2 reicht für die gesamte Flotte.

04 — NETZINFRASTRUKTURANALYSE

Die Netzkapazität ist typischerweise die primäre Einschränkung für jeden EV-Ladehub. Dieser Abschnitt analysiert die nahegelegene Strominfrastruktur (Transformatoren und Umspannwerke innerhalb von 500 m aus OpenStreetMap) und leitet eine geschätzte nachhaltige Netzananschlussleistung ab. Das Netzauslastungsverhältnis beim Spitzenbedarf ist ein wichtiger Indikator dafür, ob ein aktives Lastmanagement erforderlich ist.

NETZKAPAZITÄTSEBWERUNG

Der Spitzenbedarf von 720.0 kW überschreitet die verfügbare Netzkapazität von 50 kW. Ein gleichzeitiger Betrieb der gesamten Flotte ist ohne eine Netzan Anschlussaufrüstung nicht möglich. Ein stufenweiser Aufbau oder eine Leistungsbegrenzung ist erforderlich.

Nahegelegene Strominfrastruktur (OSM)	0 Transformator-/Umspannwerksknoten innerhalb 500 m
Netzan Anschlussleistung (EMS-Basis)	50 kW
Geschätzte Infrastrukturspanne	20–150 kW · Netzbetreiber-Bestätigung erforderlich
Quelle Netzkapazität	Standard (keine Knoten innerhalb 500 m)
Netzauslastung beim Spitzenbedarf	1440%

GRUNDLAGE DER NETZSCHÄTZUNG

STANDARDSCHÄTZUNG (SEHR GERINGE KONFIDENZ) — Innerhalb von 500 m wurde in OpenStreetMap keine Strominfrastruktur erkannt. Die angezeigte Netzkapazität ist ein konservativer Standard-Fallback. Lokale Netzbedingungen können erheblich abweichen. Eine direkte Kontaktaufnahme mit dem Netzbetreiber (DSO) ist zur Bestimmung der verfügbaren Anschlusskapazität erforderlich.

Diese Angabe ersetzt keine Auskunft des Netzbetreibers; verbindlich ist ausschließlich eine Netzan Anschlussanfrage. Zusätzliche Energiequellen am Standort, etwa Photovoltaik oder ein Batteriespeicher, werden in der Energiebilanz und der Speicherbewertung berücksichtigt und verbessern das Ergebnis.

05 — SOLARENERGIEPOTENZIALANALYSE

Die standorteigene Solarstromerzeugung reduziert die Netzabhängigkeit, senkt Betriebsenergiekosten und verbessert die Resilienz gegenüber Spitzentarifen und Versorgungsunterbrechungen. Dieser Abschnitt quantifiziert das Photovoltaik-Potenzial auf Basis der durch Satellitenbilder und Gebäudeflächenanalyse identifizierten verfügbaren Dach- oder Freiflächen.

PHOTOVOLTAIK-SYSTEMBEWERTUNG

Die Dachflächenanalyse über KI-Schätzung aus Satellitenbild (OSM nicht erreichbar) identifiziert 25 m² nutzbare Paneelfläche für eine 3.8-kWp-PV-Anlage mit einem geschätzten Jahresertrag von 3.8 MWh. Die standorteigene Solaranlage deckt ca. 0% des täglichen Energiebedarfs und reduziert den Netzbezug während der Tagesstunden erheblich.

Nutzbare Dachfläche	25 m ²
PV-Systemgröße	3,8 kWp

Jährlicher PV-Ertrag	3.8 MWh/Jahr
Täglicher Solarstromanteil	10 kWh/Tag (Ø)
Datenquelle	KI-Schätzung (Satellitenbild)

Hinweis: Der OSM-Kartendienst war zum Analysezeitpunkt nicht erreichbar. Die Dachfläche wurde daher per KI-Bildanalyse des Satellitenbilds geschätzt, nicht anhand präziser Gebäudegrundrisse. Dieser Wert ist nur als grobe Orientierung zu verstehen.

06 — BATTERIESPEICHER-BEWERTUNG

Dieses Kapitel bewertet, ob ein Batteriespeichersystem (BESS) an diesem Standort voraussichtlich einen Mehrwert bietet, und liefert, wo angezeigt, eine erste Empfehlung zu Leistung und Kapazität. Die Bewertung wägt die wahrscheinliche Ladespitze gegen die verfügbare Netzanschlusskapazität, den geschätzten Photovoltaik-Überschuss und die Verlässlichkeit der zugrunde liegenden Standortdaten ab; sie fließt direkt in den im folgenden Kapitel behandelten Ansatz zum Energiemanagement ein.

EMPFEHLUNG

670 kW / 940 kWh (1 h) — Deckung des Netzkapazitätsdefizits

Die voraussichtliche Ladespitze liegt bei 720 kW, die verfügbare Netzanschlusskapazität bei 50 kW, woraus sich ein Leistungsdefizit von 670 kW ergibt. Ein Speicher mit 670 kW / 940 kWh kann 100% dieses modellierten Leistungsdefizits im angenommenen 1-Stunden-Entladefenster abdecken. Die Dimensionierung berücksichtigt einen Wirkungsgrad von 90% und ein nutzbares Ladefenster von 80%, weshalb die resultierende Kapazität größer ausfällt, als eine einfache Rechnung aus Leistung mal Dauer nahelegen würde. Dieser Ansatz adressiert das wiederkehrende Leistungsdefizit direkt, statt eine vollständige Netzanschlusserhöhung vorzunehmen, da dies in der Regel schneller umsetzbar ist und vermeidet, für Kapazität zu bezahlen, die nur kurzzeitig am Tag benötigt wird. Ein Speicher verschiebt Energie zeitlich, erzeugt sie aber nicht: Das verbleibende Energiedefizit von 6998 kWh/Tag erfordert weiterhin zusätzliche Netzeinspeisung, Eigenerzeugung oder eine geringere Nachfrage.

Konfidenz	gering
Beitrag zur technischen Bereitschaft	1/10

NUTZEN

- Die voraussichtliche Ladespitze von 720 kW überschreitet die verfügbare Netzanschlusskapazität von 50 kW um 670 kW. Der empfohlene 670-kW-Speicher kann 100% dieses modellierten Leistungsdefizits im angenommenen 1-Stunden-Entladefenster abdecken, sodass der Standort die geplante Ladelast bedienen kann, ohne auf eine überdimensionierte (und langsamer zu realisierende) Netzanschlusserhöhung angewiesen zu sein.
- Kann kurze Lastspitzen überbrücken, ersetzt jedoch keine Prüfung des Netzanschlusses durch den Netzbetreiber (DSO) und keine Prüfung der dauerhaften Energieversorgung (kWh) über den gesamten Betriebstag.

ANNAHMEN UND WISSENSDATENBANK

- Für die Dimensionierung wurde ein 1-Stunden-Entladefenster angenommen; es wurde keine ganzjährige Zeitreihensimulation durchgeführt, saisonale und tageweise Schwankungen bei Last und PV-Ertrag sind daher nicht erfasst.
- Nutzbare Kapazität, Umwandlungsverluste, Alterung, Reserve-Ladezustand und saisonale PV-Schwankungen müssen vor der Beschaffung durch einen Speicher-Integrator im Detail ausgelegt werden.

- Ein verbleibendes tägliches Energiedefizit von etwa 6998 kWh kann nicht allein durch Speicher gedeckt werden, da eine Batterie Energie zeitlich verschiebt, aber nicht erzeugt; zur Schließung dieser Lücke sind zusätzliche Netzkapazität, Eigenzeugung oder eine geringere Nachfrage erforderlich.

LÖSUNGSVARIANTE: BATTERIEGEPUFFERTE SPEICHER/CHARGER-KOMBINATION

Die Kombination aus Batteriepuffer und Ladehardware am Standort ist überall dort eine prüfenswerte Alternative, wo die Netzkapazität begrenzt ist: Der Speicher fängt kurze Ladespitzen ab, sodass der Charger hohe Leistung liefern kann, ohne dass ein entsprechend groß dimensionierter Netzanschluss nötig wird – das verkürzt häufig die Umsetzungszeit gegenüber einer vollständigen Netzanschlusserhöhung.

Diese Kombination (670 kW / 940 kWh Speicher, integriert mit den Ladepunkten) ist bereits in der Gesamtinvestition von 1.130.450 € und einer Amortisationsdauer von 22.6 Jahren im Basis-Szenario (50 % Auslastung) berücksichtigt (siehe Kapitel 16 — Geschätzte Projektkosten).

07 — ENERGIEMANAGEMENTSYSTEM

Ein Energiemanagementsystem (EMS) verteilt die Ladenachfrage intelligent über das gesamte Betriebszeitfenster und maximiert den Fahrzeugdurchsatz innerhalb des Netzanschlusslimits. Ohne EMS führen gleichzeitige Spitzenladereignisse zur Überlastung des Anschlusses. Mit aktivem Lastmanagement kann derselbe Netzanschluss deutlich mehr Fahrzeuge pro Tag versorgen.

Dies baut unmittelbar auf der Batteriespeicherbewertung im vorangegangenen Kapitel auf: Wird ein BESS empfohlen, schafft es zusätzlichen Spielraum für Lastverschiebung über das hinaus, was der Netzanschluss allein bietet.

SYSTEMEMPFEHLUNG

EMS erforderlich — Lastverschiebung und PV-Nutzung zur Einhaltung des Netzlimits.

Gesamte Tageskapazität (Netz + Solar)	1210 kWh
Flottenbedarf	8208 kWh
Überschuss / Fehlbedarf	6998 kWh Fehlbedarf

JAHRESSCHÄTZUNGEN

Netzenergie / Jahr	2995.9 MWh
Ladevorgänge / Jahr	—
Solarertrag / Jahr	3.8 MWh
Vermiedenes CO2 (Solar)	1.5 t CO2

08 — WETTBEWERBSINTELLIGENZ

Marktanalyse basierend auf öffentlich kartierten EV-Ladestationen im Umkreis von 1 km. HPC-Dichte, dominanter Betreiber und Marktsättigungsindex bestimmen gemeinsam die optimale kommerzielle Positionierungsstrategie.

MARKTPositionierung: UNTERVERSORGT — FIRST-MOVER-VORTEIL

Differenzierung über Ladegeschwindigkeit — HPC als First Mover aufbauen und mit einem Einzelhandelsmagneten (Café, Shop) kombinieren, um Verweilzeiterlöse zu erzielen.

HPC-Dichte (>=150 kW, innerhalb 1 km)	0.00 Ladepunkte/km2
Marktsättigungsindex	0.00×
< 0,5 = unterversorgt · 0,5–2,0 = Wettbewerb · > 2,0 = gesättigt	
Dominanter Betreiber	— (Unbekannt / kein dominanter Betreiber)

09 — VERKEHRSINTELLIGENZ

Echtzeit-Straßenverkehrsdaten aus der TomTom Flow API. Tägliches Verkehrsvolumen, Staugrad und abgeleitetes EV-Nachfragesignal bewerten die kommerzielle Attraktivität des Standorts aus Fahrersicht.

EV-NACHFRAGESIGNAL: HOCH (8.000–20.000 FZG./TAG)

12.000 Fahrzeuge/Tag

Straßentyp	Sonstige Hauptstraße
Staugrad	Freier Verkehr (0%)
Freie Fließgeschwindigkeit	67 km/h
Aktuelle Geschwindigkeit	67 km/h

Quelle: TomTom Flow API v4

10 — REGIONALER NACHFRAGE-FAKTOR

Regionale Kaufkraft und E-Auto-Bestand für diesen Kreis, jeweils als Perzentil-Rang unter allen 399 Kreisen. Es gibt keinen einzelnen anerkannten Korrelationskoeffizienten zwischen Einkommen und E-Auto-Besitz für Deutschland — deshalb wird der relative regionale Rang statt einer absoluten Vorhersage verwendet.

REGIONALER NACHFRAGE-FAKTOR: 8.0/10

Kreis: Landkreis (RP)

Kaufkraft (Ø Bruttoentgelt je Arbeitnehmer)	54.363 EUR/Jahr — 84. Perzentil von 399 Kreisen
E-Auto-Bestand (reine Elektro-Pkw)	8.992 — 76. Perzentil von 399 Kreisen

Quelle: VGRdL 2023 (Kaufkraft-Proxy) / VDA 2025 (E-Auto-Bestand)

11 — WIRTSCHAFTSFAKTOR (EU-WEIT)

Bruttoinlandsprodukt pro Kopf in Kaufkraftstandards (PPS, EU27=2020-Basis) für diese NUTS3-Region, als Perzentil-Rang unter rund 1.300 Regionen in ca. 33 europäischen Ländern (Eurostat NAMA_10R_3GDP). Getrennt vom obigen Regionalen Nachfrage-Faktor, der weiterhin nur Deutschland abdeckt.

(DE)

NÄHERUNGSWERT

Nächstgelegener Regionsmittelpunkt, 21.1 km entfernt.

BIP pro Kopf (PPS)	44.200 PPS — 86. Perzentil EU-weit
--------------------	------------------------------------

Quelle: Eurostat NAMA_10R_3GDP, Stand 2023

13 — ALTERNATIVE STANDORTE

Weitere im Suchperimeter bewertete Kandidatenstandorte sind unten zum Vergleich aufgeführt. Jeder Standort wurde mit derselben Netz-, Solar- und Flottennachfragemethodik wie der Primärstandort bewertet. Diese Alternativen können für spezifische Flottenkonfigurationen oder nach Netzausbauverhandlungen überlegen sein.

Alt. 1 —	Bewertung: 4 / 10
Alt. 2 —	Bewertung: 4 / 10
Alt. 3 —	Bewertung: 0 / 10

14 — METHODIK & DATENQUELLEN

Dieser Abschnitt dokumentiert alle verwendeten Datenquellen, APIs und Berechnungsalgorithmen. Alle Kennzahlen basieren auf öffentlich zugänglichen Daten und Open-Source-Modellen. Eine vollständige Standortbegehung, Netzanschlussanfrage beim Netzbetreiber, strukturelle Bewertung und planungsrechtliche Prüfung sind vor jeder Investitionsentscheidung erforderlich.

-

Netzkapazität: Nahegelegene Strominfrastruktur (Umspannwerke, Transformatoren) wird über die Overpass API aus OpenStreetMap innerhalb von 500 m abgefragt. Bei vorhandenen Spannungsangaben erfolgt die Zuordnung nach Spannungsklasse: ≥ 110 kV Übertragung -> 500 kW · ≥ 33 kV -> 300 kW · ≥ 10 kV Mittelspannung -> 200 kW · ≥ 1 kV Niederspannung -> 100 kW. Ohne Spannungsdaten gilt eine Knotenanzahl-Heuristik (> 5 Knoten -> 150 kW; > 2 Knoten -> 100 kW; sonst 75 kW). Ohne Knoten wird die Flächennutzungsart als Kontext verwendet (Gewerbe -> 300 kW; Logistik -> 250 kW; Stadtzentrum -> 150 kW; Ländlich -> 30 kW). Alle Werte sind theoretische Obergrenzen der lokalen Netzkategorie — KEINE zugesagten DSO-Anschlüsse.

- **Solarenergie PV (Primär):** Wenn ein Google Solar API-Schlüssel konfiguriert ist, bestimmt Satelliten-ML-Bildgebung die nutzbare Dachfläche, Panelanzahl und jährlichen DC-Ertrag. Ein DC->AC-Umwandlungsfaktor von 0,85 wird angewendet.
- **Solarenergie PV (Fallback):** OSM-Gebäudegrundrisse innerhalb von 300 m werden über die Overpass API abgerufen. Die Polygonfläche wird mit der Shoelace-Formel berechnet; 25% nutzbare Fläche wird angenommen. Der Jahresertrag wird von PVGIS (EU JRC) bei 35° Neigung und optimaler Ausrichtung abgerufen.
- **Nachfragemodell:** E-Pkw: 25 kWh pro Ladevorgang, 6 h Verweildauer -> ~4,2 kW Durchschnitt. E-Lkw: 300 kWh pro Ladevorgang, 2 h Verweildauer -> 150 kW Durchschnitt. Spitzenbedarf = Summe gleichzeitiger Ladevorgänge im Betriebszeitfenster.
- **EMS-Lastverschiebung:** Es wird angenommen, dass ein Energiemanagementsystem die Ladenachfrage über das gesamte Betriebszeitfenster verteilt, um den Durchsatz innerhalb des Netzanschlusslimits ohne Hardwareaufrüstung zu maximieren.
- **LKW-Straßenzugang:** Lokale Straßen-Tags (maxweight, maxheight, hgv, width) werden von der OpenStreetMap API innerhalb eines Radius von 400 m abgerufen. Die Autobahn-/Bundesstraßennähe wird über Kreuzstreifen in N-S- und O-W-Richtung bestimmt. Die maximale LKW-Klasse und der Zugangsscore (0–10) werden aus den kombinierten Einschränkungen abgeleitet.
- **Ladestationen:** Bestehende EV-Ladestationen innerhalb von 1 km werden aus OpenStreetMap und, für deutsche Standorte, aus dem BNetzA-Ladesäulenregister (offizielles Register der Bundesnetzagentur, Stand April 2026) abgefragt.
- **Umgekehrte Geocodierung:** Koordinaten werden mithilfe der Nominatim API (OpenStreetMap-Daten) in vollständige Straßennadressen umgewandelt.

15 — GESCHÄTZTE PROJEKTKOSTEN

Die folgende aufgeschlüsselte Kostenschätzung basiert auf Einheitssätzen aus der Wissensdatenbank (laden Sie projektspezifische Kostendokumente hoch, um die Genauigkeit zu verbessern). Die Mengen stammen direkt aus dieser Analyse: Ladepunkanzahl aus dem Mindest-Setup, Stellplätze aus dem Flottenbedarf. Alle Zahlen sind nur indikativ und verstehen sich zzgl. MwSt. Eine detaillierte Mengenermittlung und Angebote von Auftragnehmern sind vor jeder finanziellen Verpflichtung erforderlich.

POSITION	MENGE	EINHEITSPREIS	GESAMT
ELEKTROTECHNIK			
DC-Ladepunkt 150 kW	6	45.000 €	270.000 €
ENERGIESPEICHER			
Batteriespeicher (940 kWh)	940	750 €	705.000 €
ALLGEMEIN			
Allgemein / Nebenkosten	1	8.000 €	8.000 €
Zwischensumme			983.000 €
Unvorhergesehenes (15%)			147.450 €
GESAMT (zzgl. MwSt.)			1.130.450 €

NICHT ENTHALTEN IN DIESER SCHÄTZUNG: Mehrwertsteuer ·

- PV-Anlage
- DSO-Kapitaleinlage oder Netzausbaukosten
- Baugenehmigung und Bauordnungsgebühren
- Grundstückserwerb oder -pacht

- Standortvorbereitung und Entwässerung über Ladebuchten hinaus
- Rechts-, Vermessungs- und Planungsgebühren
- OCPP-Backoffice-Plattform und Softwarelizenzen
- Betriebskosten (Stromtarif, Wartungsverträge, Versicherung). Laden Sie projektspezifische Kostendaten in die Wissensdatenbank hoch, um Einheitssätze zu verfeinern.

Die Kostenangaben sind Richtwerte auf Basis europäischer Marktdaten und Annahmen, keine Angebote. Tatsächliche Preise hängen von Anbieter, Standort, Netzbetreiber und Ausschreibung ab.

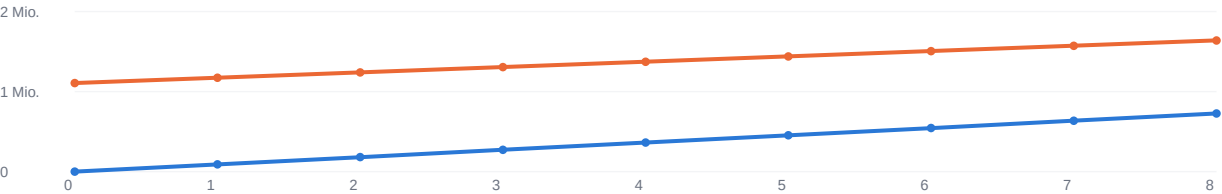
AMORTISATIONSRECHNUNG

Grobe Wirtschaftlichkeitsrechnung (indikativ)

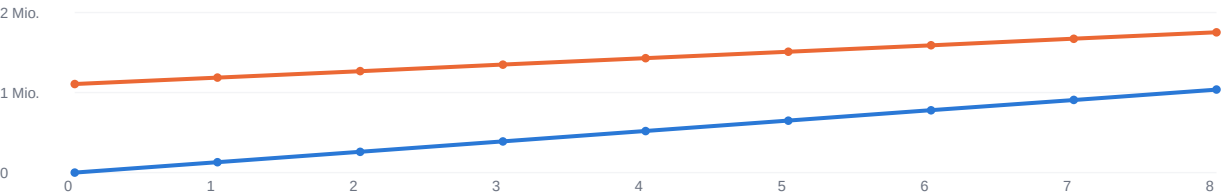
AMORTISATIONSDAUER	ROI NACH 5 JAHREN	ROI NACH 10 JAHREN
22.6 a	-78%	-56%
Gesamtinvestition (CAPEX)	1.130.450 €	
Ladepreis (Annahme)	0.60 €/kWh	
Strombezug (Annahme)	0.22 €/kWh	
Auslastung	50%	
Effektiver Tagesdurchsatz	1210.4 kWh	
Jahresumsatz	132.539 €	
Strombezugskosten/Jahr	– 48.598 €	
Rohertrag/Jahr	83.941 €	
Wartung/Jahr (3%)	– 33.914 €	
Nettoertrag/Jahr	50.028 €	

KUMULIERTE KOSTEN VS. EINNAHMEN (8 JAHRE)

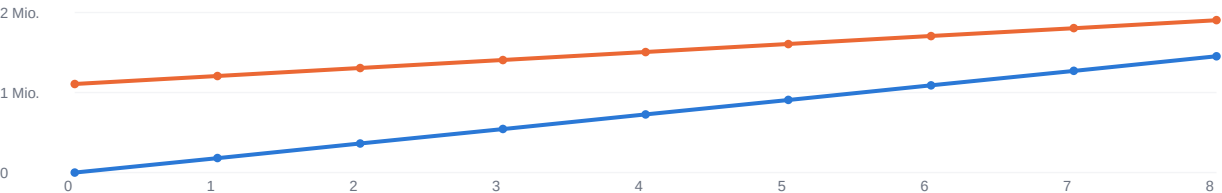
Konservativ (35%) - Amortisation (Jahre): 45.5



Basis (50%) - Amortisation (Jahre): 22.6



Optimistisch (70%) - Amortisation (Jahre): 13.5



● Einnahmen (kumuliert) ● Kosten (kumuliert)

Annahmen: Auslastung 50% · Strombezug 0,22 €/kWh · Wartung 3% CAPEX/Jahr

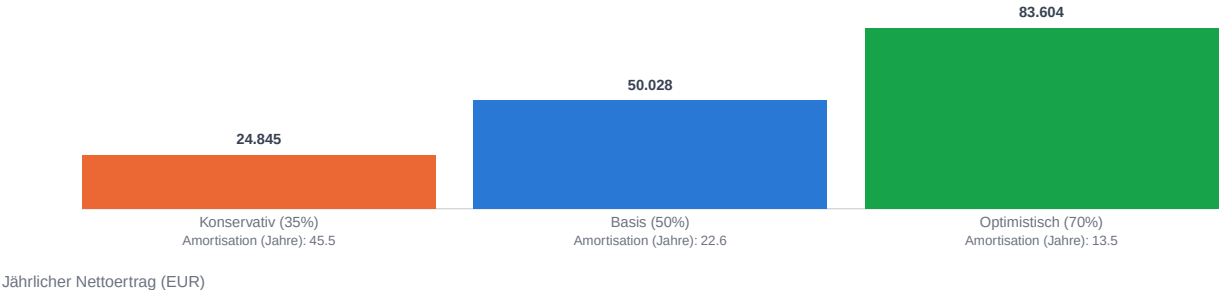
Die Wirtschaftlichkeitsrechnung ist eine Modellrechnung mit Annahmen zu Auslastung, Ladepreis und Strompreis. Sie ist keine Prognose und keine Zusage. Die drei Szenarien zeigen eine Bandbreite, keinen Einzelwert.

AUSLASTUNGSSZENARIEN

Auslastung als Bandbreite statt Einzelwert dargestellt

Szenario	Auslastung	Jährlicher Nettoertrag	Amortisation (Jahre)
Konservativ (35%)	35%	24.845 €	45.5
Basis (50%)	50%	50.028 €	22.6
Optimistisch (70%)	70%	83.604 €	13.5

NETTOMARGE NACH SZENARIO



BETRIEBSMODELL-VERGLEICH

Eigenbetrieb im Vergleich zur Verpachtung an einen Charge Point Operator (Basis-Szenario, 50% Auslastung)

Modell	Investition (CAPEX)	Jährlicher Ertrag	Amortisation (Jahre)
Eigenbetrieb	1.130.450 €	50.028 €	22.6
Verpachtung an CPO	0 €	6.627 €	–

CAPEX & JÄHRLICHES EINKOMMEN NACH MODELL



Empfehlung: Verpachtung an CPO

Verpachtung an einen CPO empfohlen — die Netzkonfidenz ist gering und/oder die Amortisation lang, das Investitionsrisiko sollte beim Betreiber liegen

HAFTUNGSAUSSCHLUSS

Dieser Bericht wird automatisch unter Verwendung öffentlich zugänglicher Daten und algorithmischer Schätzungen erstellt. Er ist ausschließlich als vorläufige Desktop-Studie gedacht. Alle Angaben – einschließlich Netzkapazität, Dachfläche, PV-Ertrag und Bedarfsschätzungen – sind Näherungswerte. Eine vollständige Standortbegehung, Netzanschlussanfrage beim Netzbetreiber, strukturelle Bewertung und planungsrechtliche Prüfung sind vor jeder Investitionsentscheidung erforderlich. PLAIC übernimmt keine Haftung für Entscheidungen, die auf der Grundlage dieses Berichts getroffen werden.